

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт: Электронного обучения
 Специальность: 140101 Тепловые электрические станции
 Кафедра: Атомных и тепловых электростанций

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
Проект теплоэлектроцентрали мощностью 700 МВт для нужд города Омска УДК 697.34.001.6(571.13)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-6301	Арканов Максим Геннадьевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель кафедры АТЭС	С.А. Шевелев	-		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры менеджмента	А.А. Фигурко	к.т.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности	А.А. Сечин	к.т.н., доцент		

По разделу «Автоматизация технологических процессов и производств»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель кафедры автоматизации технологических процессов	Ю.К. Атрошенко	-		

Нормоконтроль

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент кафедры атомных и тепловых электростанций	В.Н. Мартышев	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
атомных и тепловых электростанций	А.С. Матвеев	к.т.н., доцент		

Томск – 2016 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Энергетический
Специальность подготовки **140101 Тепловые электрические станции**
Кафедра «Атомных и тепловых электростанций»

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой АТЭС ЭНИН
А.С. Матвеев

(Подпись)

(Дата)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

дипломного проекта
(бакалаврской работы, /работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
З-6301	Арканову Максиму Геннадьевичу

Тема работы:

Проект теплоэлектроцентрали мощностью 700 МВт для нужд города Омска	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	25 мая 2016 года
--	-------------------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Материалы преддипломной практики. Электрическая мощность станции 700 МВт. Тепловая нагрузка 1100 МВт, температурный график 150/70 °С. Топливо – каменный уголь кузнецкого бассейна, резервное - мазут. Техническое водоснабжение – обратное с градирнями.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	<ol style="list-style-type: none">1. Введение.2. Обоснование строительства станции и выбор агрегатов.3. Выбор и расчет тепловой схемы энергоблока.4. Укрупненный (сокращенный) расчет котла.5. Выбор вспомогательного тепломеханического оборудования.6. Выбор и расчет топливного хозяйства и топливоприготовления.7. Расчет системы технического водоснабжения.8. Выбор и расчет водоподготовительных устано-

	вок. 9. Выбор и описание компоновки главного корпуса. 10. Выбор и описание генерального плана. 11. Техничко-экономические показатели станции. 12. Поверочный расчет деаэратора питательной воды. 13. Социальная ответственность. 14. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. 15. Автоматика. 16. Выводы и заключение.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1. Полная тепловая схема турбинной установки - 1 лист формата А1. 2. Компоновочные чертежи турбоустановки (вид сбоку и сверху) - 2 листа формата А1. 3. Чертежи подогревателя - 2 листа формата А1. 4. Автоматика
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Доцент кафедры менеджмента Фигурко А.А
Социальная ответственность	доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности Сечин А.А
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	18 января 2016 года
---	----------------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры АТЭС	Шевелев С.А.			18.01.16

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-6301	Арканову Максиму Геннадьевичу		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 101 с., 15 рис., 8 табл., 16 источников, 0 прил.

Ключевые слова: турбина, агрегат, пар, мощность, давление, топливо, эффективность, пароперегреватель, насос, компрессор, теплообменник, котел

Объектом исследования является турбоустановка Т-100/120-130

Цель работы Проект теплоэлектростанции мощностью 700 МВт для нужд города Омска

В процессе исследования проводились описания, расчеты, выбор оборудования и параметров турбоустановок в проекте теплоэлектростанции

В результате исследования описаны, рассчитаны, выбраны основные компоненты, параметры и составляющие проектируемой теплоэлектростанции Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: мощность - 700 МВт, турбоустановка Т-100/120-130, количество турбоустановок - 7 шт, котел Е-500-140 производительность 500 т

Степень внедрения: дипломный проект

Область применения: может использоваться в качестве ориентировочных(прикидочных) расчетов и данных при техническом и рабочем проектировании.

Срок окупаемости проекта 9,5 лет.

В будущем планируется защита дипломного проекта

Оглавление

Задание	2
Реферат	3
Оглавление	4
Введение	6
1. Выбор типа и количества турбин, энергетических и водогрейных котлов	
7	
2. Составление и описание принципиальной тепловой схемы электростанции, её расчёт на заданном режиме	14
2.1 Описание тепловой схемы ТЭЦ	14
2.2 Определение температуры дренажей питательной воды и конденсата после ПВД и ПНД	16
2.3 Расчет сетевой установки	18
2.4 Процесс расширения пара в турбине	20
2.5 Расчёт подогревателей высокого давления	23
2.6 Расчёт расширителей непрерывной продувки	24
2.7 Расчёт основного деаэратора	26
2.8 Расчет подогревателей низкого давления	28
2.9 Проверка расхода пара на турбину по балансу мощностей	29
2.10 Проверка расхода пара на турбину по балансу мощностей	30
3. Выбор вспомогательного оборудования станции	32
3.1 Комплектное оборудование	32
3.2 Выбор регенеративных подогревателей	32
3.3 Выбор оборудования конденсационной установки	32
3.4 Выбор питательного насоса	34
3.5 Выбор деаэраторов питательной воды	36
3.6 Выбор расширителя непрерывной продувки	37
3.7 Выбор сетевых подогревателей	40
3.8 Выбор конденсатных насосов сетевых подогревателей	41

3.9	Выбор сетевых насосов	42
4.	Определение потребности станции в технической воде	44
4.1	Выбор циркуляционных насосов	44
4.2	Определение напора	45
5.	Определение часового расхода топлива энергетических и водогрейных котлов	47
6.	Угольное хозяйство	50
7.	Расчет диаметров, выбор типоразмеров и материалов главных паропроводов	52
8.	Выбор и расчет тягодутьевых машин и дымовой трубы	53
9.	Выбор системы и оборудования золошлакоудаления и золоулавливания	60
9.1	Выбор типа системы пылеприготовления	60
9.2	Выбор типа мельницы	62
9.3	Золоулавливание	62
10.	Схема подготовки добавочной воды	65
11.	Перечень средств автоматизации и технологической защиты котельных агрегатов	67
12.	Выбор и описание компоновки главного корпуса	70
13.	Социальная ответственность	72
13.1	Мероприятия по охране труда, техника безопасности и пожарной профилактике	72
13.2	Мероприятия по охране окружающей среды на проектируемой ТЭС	75
14.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	79
14.1	Расчет годовой выработки электроэнергии и отпуска тепла	79
14.2	Определение капиталовложений в сооружение электростанции	84
14.3	Определение годовых эксплуатационных расходов	85
14.4	Обоснование выбора состава оборудования	88

Заключение 94

Список использованных источников 97

Графическая часть

ФЮРА.311115.001ТЗ - Развернутая тепловая схема ТЭЦ турбинной
Т-100/120-130;

ФЮРА.311000.002 МЧ – Турбоустановка Т-100/120-130 Вид сверху

ФЮРА.311000.003 МЧ- Турбоустановка Т-100/120-130 Вид сверху

ФЮРА.311352.004 ВО- Подогреватель

ФЮРА.311352.005 СБ- Подогреватель разрезы

ФЮРА.311356.006 С1- АСР температуры сетевой воды

Введение

Производство электрической энергии в России осуществляется в основном тепловыми электрическими станциями - крупными промышленными предприятиями, на которых неупорядоченная форма энергии - тепло - преобразуется в упорядоченную форму - электрический ток. Наибольшее распространение получили ТЭС, на которых используется тепловая энергия, выделяемая при сжигании органического топлива. Оборудование электростанции как раз и служит для экономного преобразования химической энергии топлива в электрическую.

Те ТЭС, которые, кроме электроэнергии, в большом количестве отпускают тепло для нужд промышленного производства, отопления зданий и т. д., называются ТЭЦ. Вырабатывать тепло на ТЭЦ исключительно выгодно. Вот почему почти половина электроэнергии в России вырабатывается на ТЭЦ.

Одним из источников уменьшения затрат на собственные нужды станции и установки оптимальных режимов подачи воды в барабан котла является внедрение автоматизированных систем подкачки воды с использованием частотных преобразователей. Которые позволяют менять нагрузку насоса при плавных изменениях режимов работы энергоблока.

15. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.

15.1 Расчет годовой выработки электроэнергии и отпуска тепла

Зимний максимум электрической нагрузки определяем из графика:

$$P_{\text{зима макс}} = P_{\text{совм макс}} = 700 \text{ МВт}.$$

Летний максимум электрической нагрузки принимаем 75% от зимнего максимума:

$$P_{\text{лето макс}} = 0,75 \cdot P_{\text{зима макс}} = 0,75 \cdot 700 = 525 \text{ МВт}$$

Максимальная зимняя и летняя нагрузки станции учётом потерь в сетях, собственных нужд и связь с районной энергосистемой рассчитаем по формулам:

$$P_{\text{зима ст}} = \frac{P_{\text{зима макс}} + \frac{P_{\text{зима \%}}}{100} \cdot P_{\text{зима макс}}}{0,82}, \text{ МВт},$$

$$P_{\text{лето ст}} = \frac{P_{\text{лето макс}} - \frac{P_{\text{лето \%}}}{100} \cdot P_{\text{лето макс}}}{0,82}, \text{ МВт},$$

где $P_{\text{зима сист}}, \%$ и $P_{\text{лето сист}}, \%$ – соответственно величина отдачи в энергосистему или получения мощности из энергосистемы в % от зимнего и летнего максимума нагрузки района.

$$P_{\text{зима ст}} = \frac{700 + \frac{12}{100} \cdot 700}{0,82} = 597 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{лето ст}} = \frac{525 - \frac{15}{100} \cdot 525}{0,82} = 428 \text{ МВт}$$

Исходя из максимальной электрической нагрузки станции, отборов пара на технологические и отопительные нужды, а также на основании заданной тепловой нагрузки, производим выбор единичной мощности, количества и типа оборудования.

Таблица 15.1. Результат выбора оборудования.

Турбина	Кол- во	Пар. нагруз- ка	Отопит. нагрузка	Эл. нагрузка
Т-100/120-130	7	328.5	157,14	100
Σ	7	2299,5	1100	700

Суточная выработка электрической энергии определяется, исходя из заданного диспетчерского графика нагрузки станции. Таким образом выработка электроэнергии станцией в течение суток рассчитывается также исходя из диспетчерских графиков.

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{\text{сут}}^{\text{зима}} &= 6 \cdot P_{\text{дисп}}^{\text{зима}} (0-6) + 5 \cdot P_{\text{дисп}}^{\text{зима}} (6-11) + 3 \cdot P_{\text{дисп}}^{\text{зима}} (11-14) + 5 \cdot P_{\text{дисп}}^{\text{зима}} (14-19) + \\ &+ 5 \cdot P_{\text{дисп}}^{\text{зима}} (19-24) \\ \mathcal{E}_{\text{сут}}^{\text{зима}} &= 597000 \cdot (6 \cdot 0,65 + 5 \cdot 0,85 + 3 \cdot 0,7 + 5 \cdot 0,8 + 5 \cdot 1) = 11492,250 \cdot 10^3 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{сут} \\ \mathcal{E}_{\text{сут}}^{\text{лето}} &= 7 \cdot P_{\text{дисп}}^{\text{лето}} (0-7) + 4 \cdot P_{\text{дисп}}^{\text{лето}} (7-11) + 3 \cdot P_{\text{дисп}}^{\text{лето}} (11-14) + 6 \cdot P_{\text{дисп}}^{\text{лето}} (14-20) + \\ &+ 4 \cdot P_{\text{дисп}}^{\text{лето}} (20-24) \\ \mathcal{E}_{\text{сут}}^{\text{лето}} &= 428000 \cdot (7 \cdot 0,7 + 4 \cdot 0,85 + 3 \cdot 0,7 + 6 \cdot 0,8 + 4 \cdot 1) = 8217,600 \cdot 10^3 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{сут} \end{aligned}$$

Коэффициент использования установленной мощности за зимние и

$$K_{\text{и}}^{\text{июнь}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{сут}}^{\text{лето}}}{N_y \cdot 24} = \frac{8217,600 \cdot 10^3}{700 \cdot 10^3 \cdot 24} = 0,489$$

Коэффициент использования установленной мощности за январь можно принять 0,9 от $K_{\text{и дек}}$:

$$K_{\text{и}}^{\text{январь}} = 0,9 \cdot K_{\text{и дек}} = 0,9 \cdot 0,684 = 0,615,$$

Годовую выработку электроэнергии ТЭЦ по месяцам года можно определить как

$$\sum \mathcal{E}_{\text{год}} = 24 \cdot K_{\text{и}} \cdot N_y \cdot M_k$$

где M_k – количество дней в месяце;

K_u – коэффициент использования установленной мощности по месяцам года.

Этот коэффициент для остальных месяцев года определяем графически на рисунках 15.1, затем рассчитываем выработку электроэнергии для каждого месяца и определяем годовую выработку. Расчетные значения сведены в таблицы 15.2.

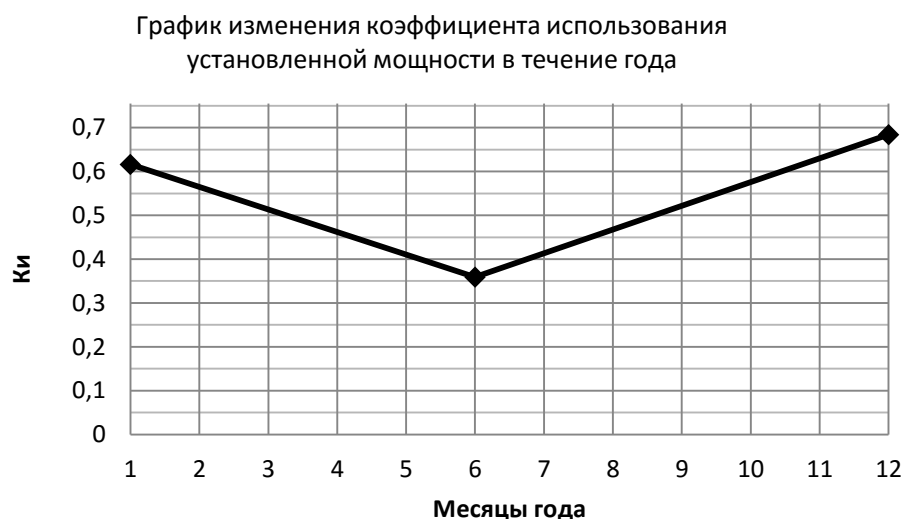


Рисунок 15.1 – Изменение коэффициента $K_{и}$

Таблица 15.2. Расчет годовой выработки

Месяцы	N_y , МВт	M_k	$K_{и}$	$\Sigma \text{мес, кВт}\cdot\text{ч/мес}$
Январь	700	31	0,615	320292
Февраль	700	28	0,53	249312
Март	700	31	0,488	254150
Апрель	700	30	0,447	240408
Май	700	31	0,405	210924
Июнь	700	30	0,489	246456
Июль	700	31	0,409	213007
Август	700	31	0,454	236443
Сентябрь	700	30	0,5	252000
Октябрь	700	31	0,545	283836
Ноябрь	700	30	0,591	297864
Декабрь	700	31	0,684	356227

Итого за год	Эгод, кВт ч/год	3160917
--------------	-----------------	---------

Число часов использования установленной мощности ТЭЦ

$$h_y = \frac{\Xi_{\text{год}}}{N_y} = \frac{3160917}{700} = 4515,6 \text{ ч/год}$$

Годовой расход пара:

на технологические нужды

$$D_{\text{год}}^{\text{тех}} = D_{\text{макс}}^{\text{тех}} \cdot h_{\text{макс}}^{\text{тех}} = 2299,5 \cdot 7000 = 16096 \cdot 10^3 \text{ т/год}$$

$$\text{на отопление } D_{\text{год}}^{\text{от}} = D_{\text{макс}}^{\text{от}} \cdot h_{\text{макс}}^{\text{от}} = 1100 \cdot 3400 = 3740 \cdot 10^3 \text{ т/год}$$

Годовой отпуск тепла рассчитаем по формуле:

$$Q_{\text{год}} = D_{\text{год}}^{\text{тех}} \cdot \Delta i + D_{\text{год}}^{\text{от}} \cdot \Delta i$$

Теплосодержание отпускаемого пара Δi для отопительной и технологической нагрузок соответственно принимаем равным 0,55 и 0,6 Гкал/т.

$$Q_{\text{год}} = 16096 \cdot 10^3 \cdot 0,6 + 3740 \cdot 10^3 \cdot 0,55 = 11712200 \text{ Гкал/год}$$

15.2 Определение капиталовложений в сооружение электростанции

Для определения капитальных затрат на сооружение станции воспользуемся приближенным методом стоимости отдельных агрегатов станции. В соответствии с этим методом стоимость станции определяется как сумма затрат, относимых к турбинам, котлам и в целом по станции.

Последние включают в себя стоимости подсобных и обслуживающих объектов, затраты на освоение, планировку и благоустройство территории, стоимость корпуса управления станцией и некоторые другие затраты.

По узлам турбоагрегата и котлоагрегата капитальные затраты определяются для первого агрегата и последующих. К первому агрегату отнесена стоимость оборудования и главного корпуса, техводоснабжения, топливного хозяйства.

$$K_{ст} = K_{м1} + \sum K_{мn} + K_{к1} + \sum K_{кn} + K_{общест}, \text{ млн.руб.}$$

где $K_{м1}, K_{к1}$ - затраты, относимые соответственно на первый турбоагрегат и котел [17, приложение 4], *млн. руб.*;

$\sum K_{мn}, \sum K_{кn}$ - затраты, относимые соответственно на все последующие турбоагрегаты и котлы [17, приложение 4], *млн. руб.*;

$K_{общест}$ - общестанционные затраты, для станции мощностью 700 МВт равно 840 *млн. руб.*

Состав оборудования представлен в таблице 15.1

Таблица 15.3 Состав оборудования

Турбоагрегат			Котлоагрегат	
Тип	Расход пара $D_{\text{макс}}$, т/час	Кол.	Производительность т/час	Кол.
Т-100/120-130	480	7	500	7

Рассчитаем капиталовложение:

$$K_{ст} = 1640 + 6 \cdot 856 + 1086 + 6 \cdot 848 + 840 = 1379 \text{ млн. руб.}$$

Определим удельные капиталовложения в сооружение проектируемой ТЭЦ:

$$\bar{K}_y = \frac{K_{ст}}{N_y} = \frac{1379 \cdot 10^6}{700 \cdot 10^3} = 1970 \text{ у.д.е./кВт}$$

15.3 Определение годовых эксплуатационных расходов

Годовые эксплуатационные расходы определяются по следующим элементам затрат:

- топливо;
- амортизация;
- ремонт;
- заработная плата;
- прочие расходы.

Определение годовых затрат на топливо

Годовые затраты тепловой электростанции на топливо определим по формуле:

$$И_{\text{т}} = B \cdot \frac{7000}{Q_{\text{п}}^{\text{н}}} \cdot (C_{\text{т}} + C_{\text{тр.т}}) \cdot \left(1 + \frac{\alpha_{\text{пот}} \%}{100}\right), \quad \text{у.д.е./год}$$

где $Q_{\text{п}}^{\text{н}}$ – калорийность топлива;

$C_{\text{т}}$ – преysкурantная цена топлива;

$C_{\text{тр.т}}$ – затраты на транспортировку 1 т. натурального топлива;

$\alpha_{\text{пот}} \%$ – процент потерь топлива при перевозках по железным дорогам, разгрузке вагонов, хранения и т.д. (п.1).

B – годовой расход топлива на электростанции в т.у.т., который определяется приближенно по топливным характеристикам турбоагрегатов [17, приложение 5].

Рассчитаем топливные характеристики

Годовой расход пара на отопительную нагрузку турбины Т-100/120-130

определим по формуле:

$$D_{\text{годТ-100/120-130}}^{\text{от}} = D_{\text{часТ-100/120-130}}^{\text{от}} \cdot h_{\text{макс}}^{\text{от}}$$

где $D_{\text{часТ-100/120-130}}^{\text{от}}$ – отбор пара, т/час [17, приложение 3].

Годовой расход топлива на турбину Т-100/120-130 вычислим по формуле:

$$B_{\text{Т-100/120-130}} = 2,9h_{\text{п}} + 0,345\mathfrak{E}_{\text{год}} + 0,0175D_{\text{год}}^{\text{от}}$$

где $h_{\text{п}}$ – календарное число часов работы турбины в год, принимается равным 8200;

$\mathfrak{E}_{\text{год}}$ – годовая выработка электроэнергии турбиной Т-100/120-130, МВт.ч., которую рассчитаем по следующему выражению

$$\mathfrak{E}_{\text{год}} = N_{\text{Т-100/120-130}} \cdot h_{\text{у}}$$

где $N_{\text{Т-100/120-130}}$ – номинальная мощность турбины, МВт [17, приложение 3];

Топливная характеристика для турбины

$$\Xi_{\text{год}} = 100 \cdot 5367 = 536700 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$B_{T-100/120-130} = 2,9 \cdot 8200 + 0,345 \cdot 536700 + 0,0175 \cdot 1054 \cdot 10^3 = 227386,5 \text{ т.у.т}$$

$$B_{qT-100/120-130} = 0,0925 \cdot D_{\text{год}}^{\text{от}} = 0,0925 \cdot 1054 \cdot 10^3 = 97495 \text{ т.у.т.}$$

$$D_{\text{год}T-100/120-130}^{\text{от}} = 310 \cdot 3400 = 1054 \cdot 10^3 \text{ т/год}$$

Годовой суммарный расход топлива

$$B_{\text{год}} = 7 \cdot 227386,5 = 1591705,5 \text{ т.у.т./год};$$

Годовой суммарный расход условного топлива на отпуск тепла

$$B_{q \text{ год}} = 7 \cdot 97495 = 682465 \text{ т.у.т. / год}$$

Годовой суммарный расход топлива на отпуск электроэнергии

$$B_{\text{э}} = B_{\text{год}} - B_{q \text{ год}} = 1591705,5 - 682465 = 909240,5 \text{ т.у.т./год};$$

Годовые затраты тепловой электростанции на топливо составят:

$$И_{\text{т}} = 1591705,5 \cdot \frac{7000}{6020} \cdot (850 + 650) \cdot \left(1 + \frac{0,8}{100}\right) = 2,79 \text{ млрд. руб.}$$

Определение годовых затрат на амортизацию

Норма амортизации приближенно определим по формуле:

$$\bar{H}_{\text{ам}} = 0,02 + 3,5 \cdot 10^{-6} \cdot h_y$$

где h_y – число часов использования установленной мощности станции.

$$\bar{H}_{\text{ам}}^{\text{IВ}} = 0,02 + 3,5 \cdot 10^{-6} \cdot 5367 = 0,0387$$

Годовая величина амортизационных отчислений составит:

$$И_{\text{ам}} = \bar{H}_{\text{ам}} \cdot K_{\text{ст}}$$

где $K_{\text{ст}}$ – капиталовложения в сооружение станции.

$$И_{\text{ам}} = 0,0387 \cdot 1379 = 55,3 \text{ млн. руб}$$

Определение годовых затрат на заработную плату

Затраты по заработной плате определены как произведение штат-

ного коэффициента ($n_{\text{шт}}$), удельного фонда заработной платы ($\bar{\Phi}_{\text{зпл}}$) и мощности станции (N_y). Фонд заработной платы принимаем

360000руб./чел.год.)

$$I_{\text{зпл}} = p_{\text{шт}} \cdot \overline{\Phi}_{\text{зпл}} \cdot N_y$$

Величины штатных коэффициентов принимаем по N_y [17, приложение 6]:

$$p_{\text{шт}} = 0,87$$

Получаем следующие значения затрат по заработной плате:

$$I_{\text{зпл}} = 0,87 \cdot 360000 \cdot 700 = 219,2 \text{ млн. руб.}$$

Определение годовых затрат на ремонт

Затраты на капитальный и текущий ремонты принимаем в размере 2% от капиталовложений в сооружение станции.

$$I_{\text{рем}} = 0,02 \cdot K_{\text{ст}}$$

$$I_{\text{рем}} = 0,02 \cdot 1379 = 27,58 \text{ млн. руб.}$$

Прочие расходы

Небольшой удельный вес в себестоимости энергии таких её составляющих, как вспомогательные материалы и покупная вода, услуги со стороны, услуги своих вспомогательных производств, прочие расходы, общестанционные расходы, позволяет объединить эти затраты в одну группу.

Определим прочие расходы в процентах от суммы затрат на топливо, амортизацию, ремонт и заработную плату (для электростанции мощностью свыше 500 *MВт*):

$$I_{\text{пр}} = (I_{\text{т}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{зпл}} + I_{\text{рем}}) \cdot 0,02$$

$$I_{\text{пр}} = (2,79 + 55,3 + 219,2 + 27,58) \cdot 0,02 = 6,09 \text{ млн.руб.}$$

Полная величина годовых эксплуатационных расходов найдем как сумму всех затрат:

$$I = I_{\text{т}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{зпл}} + I_{\text{рем}} + I_{\text{пр}}$$

$$I = 2790 + 55,3 + 219,2 + 27,58 + 6,09 = 3,098 \text{ млрд.руб.}$$

15.4 Обоснование выбора состава оборудования

В связи с тем, что длительность инвестиционного проекта составляет несколько лет (в среднем 3-5), то необходимо учитывать изме-

нение стоимости денег со времен, и при расчете экономической эффективности разновременные затраты и результаты приведем к сопоставимости по времени. Обеспечение сопоставимости по времени реализуется на предпосылке, что “сегодняшний рубль дороже завтрашнего”.

Данный проект характеризуется несколькими видами показателей, каждый из которых входят несколько конкретных показателей, дополняя друг друга.

Критерий отбора инвестиционных проектов условно подразделяются на следующие группы:

- Цель создания;
- Техничко-экономическое обоснование;
- Чистый дисконтированный доход (ЧДД)

$$\text{ЧДД} = \sum \text{ДД} - \sum \text{ДК}$$

где $\sum \text{ДД}$ – сумма дисконтированных доходов;

$\sum \text{ДК}$ – сумма дисконтированных капиталовложений в производство;

$$\sum \text{ДД} = \sum_{i=t}^{T_{\text{расч}}} \text{ДД}_i$$

где $T_{\text{расч}}$ – горизонт расчета;

t – шаг расчета;

ДД – дисконтированный доход;

$$\text{ДД}_t = \text{Д}_t \cdot (1 + E)^{(\tau-t)}$$

где E – дисконтная ставка;

τ – год приведения инвестиций;

Д – доход;

$$\sum \text{ДК} = \sum_{i=t}^{T_{\text{стр}}} \text{ДК}_i$$

где $T_{\text{стр}}$ – срок строительства станции;

t – год вложения средств;

ДК – дисконтированные капиталовложения в производство;

$$ДК_t = K_t \cdot (1 + E)^{(\tau-t)}$$

где K – капиталовложения в производство.

Эффективность проекта принимается при выполнении условия $ЧДД > 0$

- Индекс доходности (ИД)

$$ИД = \frac{\sum ДД}{\sum ДК}$$

- Срок окупаемости инвестиций $T_{ок}$

$$T_{ок} = (t - 1) + \frac{\sum ДК - \sum ДД_{(t-1)}}{ДД_t}$$

где t – год, при котором $\sum ДД_{(t-1)} < \sum ДК \leq \sum ДД_t$

- Внутренняя норма доходности (ВНД).

ВНД равна ставке дисконтирования, при которой $ЧДД = 0$.

В данной курсовой работе принимаем следующие значения:

- горизонт расчета $T_{расч} = 10$ годам;
- ставку дисконта $E = 20\%$;
- срок строительства станции $T_{стр} = 4$ годам;
- частичную эксплуатацию начать 3-го года.

Распределение инвестиций по годам произведем следующим образом:

- затраты на приобретение вне оборотных активов (капитальные вложения в основные фонды) распределим равномерно в течение 4-х лет;
- в первый год эксплуатации к инвестиционным затратам на приобретение оборудования добавим затраты на приобретение внеоборотных активов (стоимость месячного запаса топлива).

В первый год эксплуатации объем продаж принимаем равным 0,8 от номинального; величину амортизационных отчислений рассчитаем по

норме амортизации $\bar{H} = \frac{1}{T_{расч}}$ от суммы инвестиций за предыдущие три года строительства.

Второй год эксплуатации принимаем годом нормальной эксплуатации, начиная с которого объем и величина издержек производства будут номинальными и постоянными во все последующие годы; амортизационные отчисления, рассчитанные от полной суммы капитальных вложений в сооружение станции, в дальнейшем остаются постоянными.

Для расчета чистой прибыли величину налогов принимаем в размере 24% от балансовой прибыли.

Для расчета выручки от продаж примем тариф на:

- электроэнергию $\tau_3=3$ руб./ кВт·ч
- теплоэнергию $\tau_q=100$ руб./ Гкал

Все результаты расчетов для каждого варианта сведены в таблицу 15.4.1

Таблица 15.4. Поток реальных денег

№	Наименование показателя	Значение показателя по годам, млн. руб.									
		Годы									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Операционная деятельность	–	–	–							
1 · 1	Объем продаж										
	Отпуск электроэнергии $\mathcal{E}_{\text{отп}}$ (млн. кВт·ч)	–	–	–	2528733	3160917	3160917	3160917	3160917	3160917	3160917
	Отпуск тепловой энергии $Q_{\text{отп}}$ (млн. Гкал)	–	–	–	9369760	11712200	11712200	11712200	11712200	11712200	11712200
1 · 2	Цена продаж										
	Тариф на электроэнергию τ_3	3 руб кВт·ч									
	Тариф на тепловую энергию τ_q	1000руб./Гкал									
1 · 3	Выручка от продаж	–	–	–	36539260	45674075	45674075	45674075	45674075	45674075	45674075
1 · 4	Суммарные издержки	–	–	–	12358697	15448372	15448372	15448372	15448372	15448372	15448372
1 · 4 · 1	Переменные издержки I_t	–	–	–	8208147	10260184	10260184	10260184	10260184	10260184	10260184

1 · 4 · 2	Амортизационные отчисления И _{ам}	—	—	—	256 505	342 006	342 006	342 006	342 006	342 006	342 006
1 · 4 · 3	Прочие постоянные издержки	—	—	—	2 741 497	2 741 497	2 741 497	2 741 497	2 741 497	2 741 497	2 741 497
1 · 5	Прибыль балансовая	—	—	—	24 180563	30 225703	30 225703	30 225703	30 225703	30 225703	30 225 703
1 · 6	Налоги	—	—	—	5 803 335	7 254 169	7 254 169	7 254 169	7 254 169	7 254 169	7 254 169
1 · 7	Прибыль чистая	—	—	—	18 377228	22 971534	22 971534	22 971534	22 971534	22 971534	22 971 534
2	Инвестиционная деятельность	17028 750	17028 750	17028 750	17 883765	—	—	—	—	—	—
2 · 1	Затраты на приобретение внеоборотных фондов	855 015	855 015	855 015	855 015	—	—	—	—	—	—
2 · 2	Затраты на приобретение оборотных активов	—	—	—	855 015	—	—	—	—	—	—
3	Дисконтированные капитальные вложения К _{пр}	24 521 400	20 434 500	17 028 750	14 903 138	—	—	—	—	—	—
4	Сумма К _{пр} нарастающим итогом	24 521 400	44 955 900	61 984 650	76 887 788	—	—	—	—	—	—
5	Дисконтированный доход ДД	—	—	—	15 528 110	16 189 959	13 491 632	11 243 027	9 369 189	7 807 658	6 506 381
6	Сумма ДД нарастающим итогом	—	—	—	15 528110	31 718069	45 209 701	56 452 728	65 821 917	73 629 575	80 135 956

$$\text{ЧДД} = 80135956 - 76887788 = 3248168 \text{ руб}$$

$$\text{ВНД} = 21,22\%$$

$$T_{ок} = (10-1) + \frac{76887788 - 73629575}{6506381} = 9,5 \text{ лет} \quad ИД = \frac{80135956}{76887788} = 1,04225$$

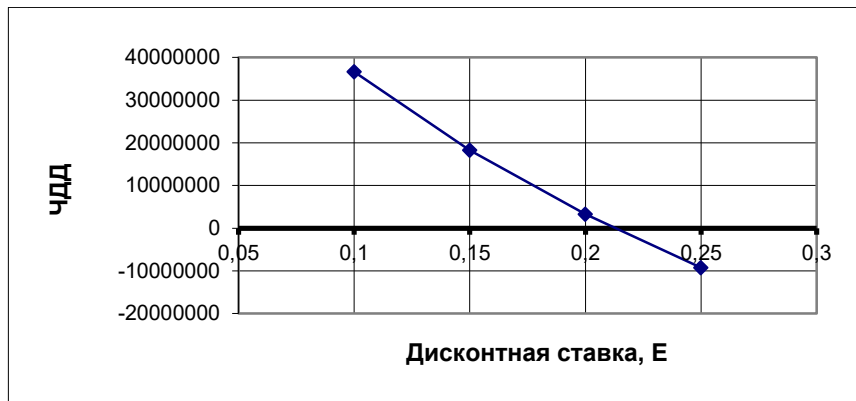


Рисунок 15.2-Зависимость ЧДД от нормы дисконта E